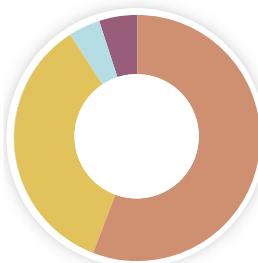
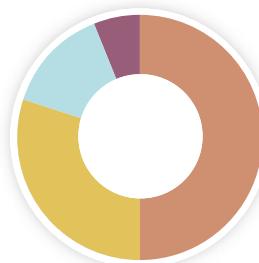


Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

Ordini acquisiti
[€17.971 milioni]Portafoglio ordini
[€22.147 milioni]

Ordini acquisiti	(€ milioni)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
		13.391	10.062	17.971	7.909	78,6
Engineering & Construction Offshore	7.477	5.581	10.043	4.462	79,9	
Engineering & Construction Onshore	3.972	2.193	6.354	4.161	..	
Perforazioni mare	1.025	1.401	722	[679]	[48,5]	
Perforazioni terra	917	887	852	[35]	[3,9]	
di cui:						
- Eni	631	1.514	1.434	[80]	[5,3]	
- Terzi	12.760	8.548	16.537	7.989	93,5	
di cui:						
- Italia	485	547	529	[18]	[3,3]	
- Esteri	12.906	9.515	17.442	7.927	83,3	

Portafoglio ordini	(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014	Var. ass.	Var. %
		19.739	17.065	22.147	5.082	29,8
Engineering & Construction Offshore	8.721	8.320	11.161	2.841	34,1	
Engineering & Construction Onshore	6.701	4.114	6.703	2.589	62,9	
Perforazioni mare	3.238	3.390	2.920	[470]	[13,9]	
Perforazioni terra	1.079	1.241	1.363	122	9,8	
di cui:						
- Eni	2.526	2.261	2.458	197	8,7	
- Terzi	17.213	14.804	19.689	4.885	33,0	
di cui:						
- Italia	1.719	784	689	[95]	[12,1]	
- Esteri	18.020	16.281	21.458	5.177	31,8	

Investimenti tecnici

Gli investimenti di €694 milioni hanno riguardato principalmente: [i] nell'Engineering & Construction Offshore, il proseguimento dei lavori di costruzione di una nuova yard di fabbricazione in Brasile nonché lavori di mantenimento e upgrading dei mezzi esistenti; [ii] nell'Engineering & Construction Onshore, l'acquisto di equipment e il mantenimento di asset base; [iii] nel Drilling

Offshore, interventi di rimessa in classe del mezzo di perforazione Perro Negro 7 e della piattaforma semisommergibile Scarabeo 7, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti; [iv] nel Drilling Onshore, l'approntamento di due nuovi impianti in Arabia Saudita nonché l'upgrading e il mantenimento dell'asset base.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Engineering & Construction Offshore	505	373	249	[124]	[33,2]	
Engineering & Construction Onshore	66	116	48	[68]	[58,6]	
Perforazioni mare	281	172	179	?	4,1	
Perforazioni terra	120	210	198	[12]	[5,7]	
Altri investimenti	39	31	20	[11]	[35,5]	
	1.011	902	694	[208]	[23,1]	

Commento ai risultati economico-finanziari

I risultati dei periodi di confronto sono stati oggetto di restatement sulla base delle disposizioni dell'IFRS 10 e dell'IFRS 11, omologate con il Regolamento n. 1254/2012, emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012, applicati con effetto retroattivo, rettifican-

do i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economici 2013 e 2012. Gli effetti quantitativi dell'applicazione in bilancio dell'IFRS 10 e dell'IFRS 11 sono illustrati nella nota 5 del bilancio consolidato.

Conto economico

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
127.109 Ricavi della gestione caratteristica	114.697	109.847	[4.850]	[4,2]	
1.548 Altri ricavi e proventi	1.387	1.101	[286]	[20,6]	
[99.674] Costi operativi	[95.304]	[91.677]	3.627	3,8	
[158] Altri proventi e oneri operativi	[71]	145	216	304,2	
[13.617] Ammortamenti e svalutazioni	[11.821]	[11.499]	322	2,7	
15.208 Utile operativo	8.888	7.917	[971]	[10,9]	
[1.371] Proventi [oneri] finanziari	[1.009]	[1.065]	[56]	[5,6]	
2.789 Proventi netti su partecipazioni	6.085	490	[5.595]	[91,9]	
16.626 Utile prima delle imposte	13.964	7.342	[6.622]	[47,4]	
[11.679] Imposte sul reddito	[9.005]	[6.492]	2.513	27,9	
70,2 Tax rate (%)	64,5	88,4	23,9		
4.947 Utile netto - continuing operations	4.959	850	[4.109]	[82,9]	
3.732 Utile netto - discontinued operations				..	
8.679 Utile netto	4.959	850	[4.109]	[82,9]	
di competenza:					
7.790 Eni:	5.160	1.291	[3.869]	[75,0]	
4.200 - continuing operations	5.160	1.291	[3.869]	[75,0]	
3.590 - discontinued operations				..	
889 Interessenze di terzi:	[201]	[441]	[240]	..	
747 - continuing operations	[201]	[441]	[240]	..	
142 - discontinued operations					

Utile netto

Nel 2014 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** è stato di € 1.291 milioni con una contrazione di € 3.869 milioni rispetto al 2013, pari a -75%; l'utile operativo è stato di € 7.917 in calo del 10,9%. La gestione industriale è stata penalizzata dalla flessione delle quotazioni del petrolio [-9%] che ha ridotto i ricavi del settore Exploration & Production. Il minore risultato dell'upstream è stato in parte compensato dalla migliorata performance dei settori mid-downstream grazie alle rinegoziazioni dei contratti gas, alle efficienze sui costi e alle azioni di ristrutturazione e ottimizzazione, e nonostante il continuo deterioramento dei fondamentali a causa della debole domanda di commodity,

dell'eccesso di capacità e della pressione competitiva. Inoltre la valutazione ai prezzi di borsa delle partecipazioni in Galp e Snam al servizio dei rispettivi bond convertibili ha determinato un onere di € 0,22 miliardi. Sul risultato dell'esercizio ha pesato la rilevazione di oneri netti per € 2.416 milioni che comprendono l'adeguamento del valore delle scorte di greggio e prodotti ai prezzi correnti, le svalutazioni di immobilizzazioni materiali dovute all'impatto della proiezione di minori prezzi del petrolio a breve-medio termine sulle proprietà Oil & Gas e sui tassi di utilizzo dei rig e altri mezzi navali di Saipem, nonché la rettifica delle attività per imposte anticipate delle società italiane di € 976 mi-

lioni in relazione alle proiezioni di minori redditi imponibili futuri (€500 milioni) e alla riduzione del tax rate prospettico a seguito dell'abolizione dell'addizionale IRES di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008, cosiddetta Robin Tax (€476 milioni) per effetto della sentenza della Corte Costituzionale dell'11 febbraio 2015 che ha dichiarato l'illegittimità di tale tributo. Tale sentenza innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso. Il relativo effetto è stato considerato un adjusting event sulla base delle migliori analisi disponibili al momento in relazione alla recente emanazione della sentenza. Questi oneri sono al netto del provento d'imposta di €824 milioni per effetto

dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale IRES del 4% di cui alla Legge 7/2009 (cosiddetta Libyan Tax) dovuta dalla parent company Eni SpA con effetto dall'esercizio 2009.

Il confronto con il 2013 è influenzato dalla circostanza che tale esercizio beneficiava della plusvalenza sulla cessione del 20% della scoperta mineraria in Mozambico (€2.994 milioni) e della rivalutazione a fair value della partecipazione in Artic Russia ceduta nel gennaio 2015 (€1.682 milioni), parzialmente compensati dalla rilevazione di oneri straordinari e su perdita da valutazione scorte di circa €4 miliardi.

Utile netto adjusted

	2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
4.200	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	5.160	1.291	(3.869)	(75,0)	
(23)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	438	1.008			
2.953	Esclusione special item	(1.168)	1.408			
7.130	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations^[a]	4.430	3.707	(723)	(16,3)	

[a] Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto "adjusted" che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli special item, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** è stato di €3.707 milioni, con una riduzione di €723 milioni rispetto al 2013, pari al 16,3%, dovuta alla contrazione del risultato dell'upstream, il cui effetto è stato parzialmente compensato dal miglioramento registrato nei business mid e downstream e dalla Saipem. L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €1.008 milioni e gli special item costituiti da oneri netti di €1.408 milioni, assunti dopo la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi relativi alla gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, per una rettifica positiva di €2.416 milioni.

Gli **special item dell'utile operativo** di €2.197 milioni riguardano principalmente:

(i) le svalutazioni di proprietà Oil & Gas nel settore Exploration & Production (€692 milioni) a seguito della revisione dello scenario prezzi a breve e a medio termine, dei rig e di altri mezzi navali del settore Ingegneria & Costruzioni (€420 milioni) in relazione alle ridotte prospettive di utilizzo nello scenario che si prospetta di bassi prezzi degli idrocarburi, delle reti di distribuzione carburanti nella Repubblica Ceca e in Slovacchia per allineamento al previsto prezzo di cessione, al netto di una ripresa di valore dell'interest Eni nella joint venture di raffinazione che assicura il supply a tali reti, e degli investimenti di periodo per compliance e stay-in-business relativi a cash generating unit integralmente svalutate in esercizi precedenti per le quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività;

(ii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria, in particolare i derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity relativi alla gestione commerciale e non finanziaria (oneri di €229 milioni);
 (iii) accantonamenti per oneri di incentivazione all'esodo (€9 milioni) e oneri ambientali (€179 milioni);
 (iv) le plusvalenze sulla cessione di asset non strategici (€28 milioni).

Gli **special item non operativi** comprendono principalmente, oltre all'effetto d'imposta degli oneri/proventi special:

(i) la componente valutativa negativa dei derivati su cambi relativi alle commesse Saipem per la parte di lavori non ancora eseguiti (€468 milioni);
 (ii) la svalutazione delle imposte differite attive delle società italiane pari a €476 milioni di cui €500 milioni valutati non più recuperabili a causa della proiezione di minori redditi imponibili futuri e della riduzione del tax rate prospettico a seguito della dichiarazione di illegittimità della Robin Tax da parte della Corte Costituzionale (€476 milioni);
 (iii) un provento fiscale di €824 milioni per effetto dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale IRES del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Libyan tax) dovuta da Eni SpA con effetto dall'esercizio 2009.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

L'analisi dell'**utile netto adjusted** per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
7.426 Exploration & Production	5.950	4.423	[1.527]	(25,7)	
479 Gas & Power	[253]	190	443	..	
[181] Refining & Marketing	[232]	[147]	85	36,6	
[395] Versalis	[338]	[277]	61	18,0	
1.111 Ingegneria & Costruzioni	[253]	309	562	..	
[247] Altre attività	[205]	[200]	5	2,4	
[977] Corporate e società finanziarie	[484]	[651]	[167]	(34,5)	
661 Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^[a]	39	152	113		
7.877 Utile netto adjusted - continuing operations	4.224	3.799	[425]	(10,1)	
<i>di competenza:</i>					
747 - interessenze di terzi	[206]	92	298	..	
7.130 - azionisti Eni	4.430	3.707	[723]	(16,3)	

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

I risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dal trend ribassista dei prezzi del petrolio a causa della riduzione del riferimento Brent del 9% rispetto al 2013. Anche i prezzi del gas di produzione hanno continuato su trend deboli. Il margine di raffinazione Eni (Standard Eni Refining Margin – SERM), che approssima il sistema e i bilanci di materia delle raffinerie Eni, ha registrato un incremento del 32,1% rispetto ai valori particolarmente depressi del 2013 grazie al calo della quotazione del marker Brent. Tuttavia rimangono i fattori di debolezza strutturale dell'industria di raffinazione europea connessi

alla debolezza della domanda, all'eccesso di capacità e alla crescente pressione competitiva dei raffinatori di Russia, Asia e Stati Uniti con strutture di costo più efficienti. Il mercato del gas continua a essere caratterizzato da debolezza della domanda, pressione competitiva ed eccesso di offerta. La competizione sul pricing ha continuato a essere intensa tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita. In calo il prezzo spot del gas in Europa che registra un decremento del 22,7% rispetto ai valori del 2013.

2012		2013	2014	Var. %
111,58	Prezzo medio del greggio Brent dated ^[a]	108,66	98,99	[8,9]
1.285	Cambio medio EUR/USD ^[b]	1.328	1.329	0,1
86,83	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	81,82	74,48	[9,0]
n.d.	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^[c]	2,43	3,21	32,1
9,48	Prezzo gas NBP ^[d]	10,63	8,22	(22,7)
0,6	Euribor - euro a tre mesi (%)	0,2	0,2	
0,4	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,2	(33,3)

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

(d) In USD per milioni di BTU (British Thermal Unit). Fonte: Platt's Oilgram.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2012	[€ milioni]	2013	2014	Var. ass.	Var. %
35.874	Exploration & Production	31.264	28.488	(2.776)	[8,9]
36.198	Gas & Power	32.212	28.250	(3.962)	[12,3]
62.531	Refining & Marketing	57.238	56.153	(1.085)	[1,9]
6.418	Versalis	5.859	5.284	(575)	[9,8]
12.799	Ingegneria & Costruzioni	11.598	12.873	1.275	11,0
119	Altre attività	80	78	[2]	[2,5]
1.369	Corporate e società finanziarie	1.453	1.378	(75)	[5,2]
(75)	Effetto eliminazione utili interni	18	54	36	
(28.124)	Elisioni di consolidamento	(25.025)	(22.711)	2.314	
127.109		114.697	109.847	(4.850)	[4,2]

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2014 [€109.847 milioni] sono diminuiti di €4.850 milioni rispetto al 2013 (-4,2%) a causa della debolezza dei prezzi degli idrocarburi e del calo complessivo di produzioni e vendite, in parte compensati dall'aumento registrato nel settore Ingegneria & Costruzioni per effetto della ripresa dell'attività rispetto alla contrazione registrata nel 2013.

I ricavi del settore Exploration & Production (€28.488 milioni) sono diminuiti di €2.776 milioni (-8,9%) per effetto dei minori prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (-8,9%).

I ricavi del settore Gas & Power (€28.250 milioni) sono diminuiti di €3.962 milioni (-12,3%) per effetto del deterioramento dei prezzi di vendita in Italia che riflette la debole domanda, la pressione competitiva e l'allineamento dei prezzi delle fornitura-

re di breve temine alle quotazioni spot continentali, nonché le minore vendite nei mercati target europei (-1,1%).

I ricavi del settore Refining & Marketing (€56.153 milioni) sono diminuiti di €1.085 milioni (-1,9%) per effetto della flessione dei prezzi di vendita dei prodotti e del calo delle vendite (-480 mila tonnellate rispetto al 2013, pari al 5%).

I ricavi di Versalis (€5.284 milioni) sono diminuiti di €575 milioni rispetto al 2013 (-9,8%) per effetto del calo dei prezzi delle commodity (-3%) e della riduzione dei volumi venduti (-8,5%) a causa del debole andamento della domanda.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (€12.873 milioni) sono aumentati di €1.275 milioni (+11%) per effetto della maggiore attività operativa.

Costi operativi

2012	[€ milioni]	2013	2014	Var. ass.	Var. %
95.034	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	90.003	86.340	(3.663)	[4,1]
1.154	di cui: - altri special item	539	171		
4.640	Costo lavoro	5.301	5.337	36	0,7
64	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	270	9		
99.674		95.304	91.677	(3.627)	[3,8]

I **costi operativi** sostenuti nel 2014 (€91.677 milioni) sono diminuiti di €3.627 milioni rispetto al 2013, pari al 3,8%. Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (€86.340 milioni) sono diminuiti del 4,1% (-€3.663 milioni) per effetto della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term, cariche petrolifere e petrolchimiche) nonché degli effetti una tantum delle rinegoziazioni dei contratti gas relativi a volumi approvvigionati in precedenti esercizi.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono **special item** di €171 milioni (€539 milioni nel 2013) relativi ad accanto-

namenti per rischi ambientali e su contratti onerosi al netto di utilizzi per chiusure di rinegoziazioni. Gli special item del 2013 erano relativi principalmente ad accantonamenti per rischi ambientali e su contratti onerosi al netto di utilizzi per chiusure di rinegoziazioni.

Il **costo lavoro** (€5.337 milioni) è sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente (+€36 milioni, pari al +0,7%) per effetto principalmente dell'aumento dell'occupazione media all'estero, in particolare nel settore Ingegneria & Costruzioni assorbito dai minori costi per esodi agevolati.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Ammortamenti e svalutazioni

2012	[€ milioni]	2013	2014	Var. ass.	Var. %
7.985	Exploration & Production	7.810	8.473	663	8,5
480	Gas & Power	413	334	(79)	(19,1)
366	Refining & Marketing	345	283	(62)	(18,0)
90	Versalis	95	99	4	4,2
683	Ingegneria & Costruzioni	721	737	16	2,2
1	Altre attività	1	1		
65	Corporate e società finanziarie	61	69	8	13,1
(25)	Effetto eliminazione utili interni	(25)	(26)	(1)	
9.645	Totale ammortamenti	9.421	9.970	549	5,8
3.972	Svalutazioni	2.400	1.529	(871)	(36,3)
13.617		11.821	11.499	(322)	(2,7)

Gli **ammortamenti** (€9.970 milioni) sono aumentati di €549 milioni (+5,8%) rispetto al 2013 principalmente nel settore Exploration & Production per effetto degli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013.

Le **svalutazioni** (€1.529 milioni) hanno riguardato principalmente proprietà Oil & Gas a seguito della revisione dello scenario prezzi a breve e medio termine (€692 milioni), i mezzi di perforazione e navali del settore Ingegneria & Costruzioni (€420 milioni) in relazione alle ridotte prospettive di utilizzo nello scenario che

si prospetta di bassi prezzi di idrocarburi, le reti di distribuzione di carburanti in Repubblica Ceca e Slovacchia per allineamento al previsto prezzo di cessione, al netto di una ripresa di valore dell'interest Eni nella joint venture di raffinazione che assicura il supply a tali reti, gli investimenti di periodo per compliance e stay-in-business relativi a Cash Generating Unit integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. Svalutazioni marginali sono state registrate nei settori Gas & Power e Versalis su linee di business marginali prive di prospettive di reddito.

L'analisi delle svalutazioni per settore di attività è la seguente:

2012	[€ milioni]	2013	2014	Var. ass.	Var. %
547	Exploration & Production	19	690	671	..
2.443	Gas & Power	1.685	25	(1.660)	(98,5)
843	Refining & Marketing	633	284	(349)	(55,1)
112	Versalis	44	96	52	..
25	Ingegneria & Costruzioni		420	420	..
2	Altre attività	19	14	(5)	(26,3)
3.972		2.400	1.529	(871)	(36,3)

Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività.

2012	[€ milioni]	2013	2014	Var. ass.	Var. %
18.470	Exploration & Production	14.868	10.766	(4.102)	(27,6)
(3.125)	Gas & Power	(2.967)	186	3.153	..
(1.264)	Refining & Marketing	(1.492)	(2.229)	(737)	(49,4)
(681)	Versalis	(725)	(704)	21	2,9
1.453	Ingegneria & Costruzioni	(98)	18	116	..
(300)	Altre attività	(337)	(272)	65	19,3
(341)	Corporate e società finanziarie	(399)	(246)	153	38,3
996	Effetto eliminazione utili interni	38	398	360	
15.208	Utile operativo	8.888	7.917	(971)	(10,9)

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Utile operativo adjusted

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo adjusted per settore di attività.

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
15.208	Utile operativo	8.888	7.917	(971)	(10,9)
[17]	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	716	1.460		
4.692	Esclusione special item	3.046	2.197		
19.883	Utile operativo adjusted	12.650	11.574	(1.076)	(8,5)
Dettaglio per settore di attività:					
18.537	Exploration & Production	14.643	11.551	(3.092)	(21,1)
398	Gas & Power	(638)	310	948	..
[289]	Refining & Marketing	(457)	(208)	249	54,5
[483]	Versalis	(386)	(346)	40	10,4
1.485	Ingegneria & Costruzioni	(99)	479	578	..
[222]	Altre attività	(210)	(178)	32	15,2
[325]	Corporate e società finanziarie	(332)	(265)	67	20,2
782	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	129	231	102	
19.883		12.650	11.574	(1.076)	(8,5)

L'**utile operativo adjusted**, che esclude la perdita di magazzino di €1.460 milioni e special item costituiti da oneri netti per un totale di €2.197 milioni, ammonta a €11.574 milioni con una riduzione di €1.076 milioni rispetto al 2013, pari all'8,5%, per effetto del peggioramento della performance operativa registrata nel settore **Exploration & Production** (-€3.092 milioni, pari al 21,1%) dovuto alla riduzione dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -8,9%) e ai maggiori ammortamenti determinati dagli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013.

Il calo della E&P è stato attenuato dai benefici della rinegoziazione dei contratti gas e delle azioni di ristrutturazione ed efficienza nei settori Gas & Power, Refining & Marketing e Versalis con un impatto migliorativo complessivo di €1.237 milioni; in particolare:

- **Gas & Power** ha registrato un miglioramento di €948 milioni rispetto al 2013 per effetto delle rinegoziazioni nel biennio 2013-2014 di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term compresi gli effetti una tantum relativi a forniture di esercizi precedenti che hanno inciso sul risultato dell'anno in misura maggiore rispetto al 2013, effetto parzialmente compensato dalla flessione dei prezzi del gas e

dell'energia elettrica a causa del continuo deterioramento della domanda energetica e della pressione competitiva;

- **Refining & Marketing** dimezza la perdita operativa rispetto a quella dell'esercizio precedente grazie al notevole miglioramento dello scenario nel quarto trimestre dovuto al recupero dei margini rispetto ai valori depressi di un anno fa, in un contesto in cui permangono tuttavia i fattori di debolezza strutturale dell'industria in particolare nell'area del Mediterraneo, e agli effetti delle azioni di efficienza e ottimizzazione in particolare con l'avvio della Green Refinery di Venezia e la fermata di linee non più economiche;

- **Ingegneria & Costruzioni** con un miglioramento di €578 milioni per effetto delle perdite straordinarie rilevate nel 2013 relative alla revisione di stima della redditività di alcune commesse;

- **Versalis** migliora del 10,4% la performance operativa grazie al miglioramento dei margini nonostante la perdurante debolezza della domanda di commodity dovuta all'andamento congiunturale e la competizione dei produttori extra-UE. Sul contenimento della perdita hanno inciso le azioni di efficienza e di ristrutturazione in relazione in particolare all'avvio del progetto chimica verde di Porto Torres e alla fermata di alcune linee di produzione non economiche.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Proventi (oneri) finanziari netti

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
[934] Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	[827]	[844]	[17]	
(986) - Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(923)	(922)	1	
28 - Interessi attivi verso banche	43	26	[17]	
	4	24	20	
24 - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	49	28	[21]	
[252] Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	[92]	162	254	
(138) - Strumenti finanziari derivati su valute	(91)	48	139	
(88) - Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	40	46	6	
(26) - Opzioni	(41)	68	109	
131 Differenze di cambio	37	(250)	(287)	
[466] Altri proventi (oneri) finanziari	(297)	(296)	1	
54 - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	61	74	13	
(308) - Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(240)	(293)	(53)	
(212) - Altri proventi (oneri) finanziari	(118)	(??)	41	
[1.521]	(1.179)	(1.228)	(49)	
150 Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	170	163	[?]	
[1.371]	(1.009)	(1.065)	(56)	

Gli **oneri finanziari netti** di €1.065 milioni aumentano di €56 milioni rispetto al 2013. La variazione negativa delle differenze di cambio per €287 milioni è stata in parte assorbita da proventi su strumenti finanziari derivati su cambi (+€139 milioni), le cui variazioni di fair value sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting

previsto dallo IAS 39, nonché dall'effetto positivo (+€109 milioni) determinato dalla riduzione della passività rilevata nell'esercizio precedente relativa alla valutazione a fair value delle opzioni implicite nei bond convertibili in azioni di Snam e Galp dovuto all'approssimarsi della scadenza e al prezzo di borsa delle azioni che rendono le opzioni out-of-the-money.

Proventi netti su partecipazione

L'analisi dei proveni netti su partecipazioni relativa al 2014 è illustrata nella tabella seguente:

2014 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	52	42	8	21	[2]	121
Dividendi	260		59		66	385
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		64		3	96	163
Altri proventi (oneri) netti	1	12	29		(221)	(179)
	313	118	96	24	(61)	490

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €490 milioni e riguardano principalmente: (i) i dividendi da partecipazioni valutate al costo (€385 milioni) in particolare dalla Nigeria LNG Ltd (€247 milioni); (ii) le quote di competenza dei risultati netti delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (€121 milioni), principalmente nei settori Exploration & Production e Gas & Power; le plusvalenze nette da cessione di partecipazioni (€163

milioni) realizzate con la cessione della quota dell'8% in Galp pari a €96 milioni, con la cessione della quota Eni nella EnBW-Eni e in South Stream Transport BV. Gli altri oneri netti si riferiscono principalmente alla valutazione ai prezzi di borsa alla chiusura dell'esercizio delle azioni Galp e Snam (complessivamente un onere di €221 milioni) al servizio dei prestiti obbligazionari convertibili.

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
186	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	222	121	(101)
431	Dividendi	400	385	(15)
349	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	3.598	163	(3.435)
1.823	Altri proventi [oneri] netti	1.865	[179]	(2.044)
2.789		6.085	490	(5.595)

Rispetto al 2013 la riduzione dei proventi netti su partecipazioni è attribuibile alle plusvalenze da cessione (-€3.435 milioni) riferite all'operazione in Mozambico (€3.359 milioni) e alla rivalutazione a fair value della partecipazione in Artic Russia (€1.682 milioni) per

effetto della cessazione del controllo congiunto alla data di bilancio per il verificarsi di tutte le condizioni sospensive dell'efficacia dello SPA con Gazprom, il cui incasso è avvenuto insieme alla cessione nel gennaio 2014.

Imposte sul reddito

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
	Utile ante imposte			
(781)	Italia	(3.885)	(1.994)	1.891
17.407	Esteri	17.849	9.336	(8.513)
16.626		13.964	7.342	(6.622)
	Imposte sul reddito			
938	Italia	306	(315)	(621)
10.741	Esteri	8.699	6.807	(1.892)
11.679		9.005	6.492	(2.513)
	Tax rate [%]			
..	Italia	
61,7	Esteri	48,7	72,9	24,2
70,2		64,5	88,4	23,9

Le **imposte sul reddito** (€6.492 milioni) sono diminuite di €2.513 milioni. In particolare sono state registrate minori imposte correnti dalle imprese estere del settore Exploration & Production per effetto della riduzione dell'utile ante imposte e del provento d'imposta di €824 milioni per effetto dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale IRES del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Libyan tax) dovuta da Eni SpA con effetto dall'esercizio 2009.

Queste diminuzioni sono state parzialmente compensate dalla svalutazione di attività per imposte anticipate delle società italiane di €976 milioni in relazione alle proiezioni di minori redditi imponibili futuri (€500 milioni) e al minore tax rate prospettico a seguito dell'abolizione dell'addizionale IRES di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008, cosiddetta Robin Tax (€476 milioni) per effetto della sentenza della Corte Costituzionale dell'11 febbraio 2015 che ha dichiarato l'illegittimità di tale tributo. Tale

sentenza innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso.

Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli special item, è del 65,5%, in leggero calo rispetto al 2013 (66,5%) per effetto della minore incidenza sull'utile ante imposte di gruppo del settore Exploration & Production, soggetto ad aliquote particolarmente elevate i cui effetti sono stati sostanzialmente compensati dalla indedutibilità degli oneri di €221 milioni derivanti dalla valutazione al prezzo di borsa delle partecipazioni in Galp e Snam e dall'aumento del tax rate nel settore E&P per via della maggiore incidenza dei Paesi a maggiore fiscalità.

Utile netto delle interessenze di terzi

La perdita netta delle interessenze di terzi (€441 milioni) riguarda principalmente Saipem SpA.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Risultati per settore di attività¹

Exploration & Production

2012		(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
18.470	Utile operativo		14.868	10.766	(4.102)	(27,6)
67	Esclusione special item:	[225]	785			
550	- svalutazioni di asset e altre attività	19	692			
(542)	- plusvalenze nette su cessione di asset	[283]	[76]			
7	- accantonamenti a fondo rischi	7	(5)			
6	- oneri per incentivazione all'esodo	52	24			
1	- derivati su commodity	[2]	[28]			
(9)	- differenze e derivati su cambi	[2]	6			
54	- altro	[16]	172			
18.537	Utile operativo adjusted		14.643	11.551	(3.092)	(21,1)
[264]	Proventi [oneri] finanziari netti ^[a]	[264]	[287]	[23]		
436	Proventi [oneri] su partecipazioni ^[a]	367	323	(44)		
(11.283)	Imposte sul reddito ^[a]	(8.796)	[7.164]	1.632		
60,3	Tax rate (%)	59,7	61,8	2,1		
7.426	Utile netto adjusted		5.950	4.423	(1.527)	(25,7)
	I risultati includono:					
8.532	ammortamenti e svalutazioni di asset	7.829	9.163	1.334	17,0	
	di cui:					
1.835	ammortamenti di ricerca esplorativa	1.736	1.589	(147)	(8,5)	
1.457	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	1.373	1.221	(152)	(11,1)	
378	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	363	368	5	1,4	
	Prezzi medi di realizzo					
102,58	Petrolio ^[b]	(\$/barile)	99,44	88,71	(10,73)	(10,8)
251,67	Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	256,57	242,80	(13,77)	(5,4)
73,39	Idrocarburi	(\$/boe)	71,87	65,49	(6,38)	(8,9)

[a] Escludono gli special item.

[b] Include condensati.

Nel 2014 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €11.551 milioni con una riduzione di €3.092 milioni rispetto all'esercizio 2013, pari al 21,1%, per effetto della riduzione dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -8,9%) e dei maggiori ammortamenti determinati dagli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013, con il conseguimento del plateau produttivo nel 2014.

Gli **special item** dell'utile operativo adjusted di €785 milioni hanno riguardato principalmente: [i] le svalutazioni di proprietà Oil & Gas (€692 milioni) per effetto della proiezione di minori prezzi degli idrocarburi a breve e medio termine, nonché per la decisione del

management di non allocare ulteriori risorse finanziarie nello sviluppo di un progetto estero; [ii] oneri per incentivazione all'esodo (€24 milioni); [iii] il fair value di derivati impliciti nelle formule prezzi di fornitura del gas di produzione (provento di €28 milioni); [iv] oneri diversi di €172 milioni relativi in particolare alla radiazione di attrezzature industriali non più in uso.

L'**utile netto adjusted** di €4.423 milioni è diminuito di €1.527 milioni, pari al 25,7%, rispetto al 2013 per effetto del peggioramento della performance operativa, dei minori proventi su partecipazioni, nonché dell'incremento di circa 2 punti percentuali del tax rate adjusted.

[1] Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Gas & Power

2012		[€ milioni]	2013	2014	Var. ass.	Var. %
[3.125]	Utile operativo		(2.967)	186	3.153	..
163	Esclusione (utile) perdita di magazzino		191	[119]		
3.360	Esclusione special item:		2.138	243		
2.443	- svalutazioni		1.685	25		
{3}	- plusvalenze nette su cessione di asset		1			
831	- accantonamento a fondo rischi		292	(42)		
{2}	- oneri ambientali		(1)			
5	- oneri per incentivazione all'esodo		10	11		
	- derivati su commodity		314	(43)		
{52}	- differenze e derivati su cambi		(186)	228		
138	- altro		23	64		
398	Utile operativo adjusted		(638)	310	948	..
67	<i>Mercato</i>		(818)	155	973	..
331	<i>Trasporto internazionale</i>		180	155	(25)	{13,9}
11	Proventi (oneri) finanziari netti ^[a]		14	7	(?)	
233	Proventi (oneri) su partecipazioni ^[a]		70	49	(21)	
(163)	Imposte sul reddito ^[a]		301	(176)	(477)	
25,4	<i>Tax rate (%)</i>		..	48,1		
479	Utile netto adjusted		(253)	190	443	..

(a) Escludono gli special item.

Nel 2014 il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €310 milioni, che si confronta con la perdita operativa adjusted di €638 milioni registrata nel 2013 (+€948 milioni) per effetto della migliorata competitività del business grazie alle rinegoziazioni nel biennio 2013-2014 di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term compresi gli effetti una tantum relativi alla rinegoziazione di forniture di esercizi precedenti che hanno inciso sul risultato dell'anno in misura maggiore rispetto al 2013. Positivo anche il contributo delle vendite internazionali di GNL. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla continua flessione dei prezzi di vendita del gas e dell'energia elettrica dovuta alla debolezza della domanda e alla perdurante pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta e dalla liquidità del mercato, nonché dall'adeguamento delle tariffe di vendita al mercato residenziale regolato.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted ammontano a €243 milioni e si riferiscono alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (proventi di €43 milioni), alla riclassifica nel risultato adjusted di €228 milioni relativi alle differenze e ai derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity e delle esposizioni commerciali aventi natura non finanziaria, nonché a svalutazioni di asset minori (€25 milioni).

L'**utile netto adjusted** di €190 milioni con un miglioramento di €443 milioni rispetto al 2013, per effetto della migliore performance operativa in parte compensata dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Altre misure di performance

Di seguito si riporta l'EBITDA pro-forma adjusted² del settore Gas & Power e il dettaglio per area di business:

2012		[€ milioni]	2013	2014	Var. ass.	Var. %
1.137	EBITDA proforma adjusted		(28)	760	788	..
631	<i>Mercato</i>		(346)	467	813	..
506	<i>Trasporto internazionale</i>		318	293	(25)	{7,9}

(2) L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile a un'utility. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e agli investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Refining & Marketing

2012		[€ milioni]	2013	2014	Var. ass.	Var. %
[1.264]	Utile operativo		[1.492]	[2.229]	[737]	[49,4]
(29)	Esclusione (utile) perdita di magazzino		221	1.576		
1.004	Esclusione special item:		814	445		
846	- <i>svalutazioni</i>		633	284		
5	- <i>plusvalenze nette su cessione di asset</i>		(9)	(2)		
49	- <i>accantonamenti a fondo rischi</i>					
40	- <i>oneri ambientali</i>		93	111		
19	- <i>oneri per incentivazione all'esodo</i>		91	(6)		
	- <i>derivati su commodity</i>		5	42		
(8)	- <i>differenze e derivati su cambi</i>		(2)	(9)		
53	- <i>altro</i>		3	25		
[289]	Utile operativo adjusted		[457]	[208]	249	54,5
(14)	Proventi (oneri) finanziari netti ^[a]		(6)	(9)	(3)	
43	Proventi (oneri) su partecipazioni ^[a]		56	67	11	
79	Imposte sul reddito ^[a]		175	3	(172)	
[181]	Utile netto adjusted		[232]	[147]	85	36,6

(a) Escludono gli special item.

Nel 2014 il settore Refining & Marketing ha registrato la **perdita operativa adjusted** di €208 milioni, più che dimezzata rispetto allo scorso esercizio nonostante il persistere di deboli fondamentali dovuti all'andamento stagnante della domanda di carburanti e all'eccesso di capacità e offerta di prodotto. Tale risultato riflette il parziale recupero del margine di raffinazione con un netto incremento rispetto ai valori depressi dello scorso esercizio (+32,1% il margine indicatore Eni – Standard Eni Refining Margin – SERM, che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni) grazie anche al calo delle quotazioni del greggio, nonché le iniziative di efficienza, in particolare volte alla riduzione dei costi energetici e dei costi generali, e le ristrutturazioni di capacità compreso l'avvio del progetto Green Refinery presso Venezia. I risultati del Marketing hanno registrato una sostanziale tenuta rispetto all'analogo periodo dello scorso anno nonostante la contrazione dei consumi e l'intensificarsi della pressione competitiva.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted di €445 milioni hanno riguardato principalmente le svalutazioni di investimenti di periodo su asset privi di redditività e l'adeguamento al previsto prezzo di vendita di alcune reti di distribuzione in corso di cessione (€284 milioni), la componente valutativa dei derivati su commodity (oneri di €42 milioni) e gli oneri ambientali (€111 milioni), nonché la riclassifica nell'utile operativo di un provento da differenze e derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (€9 milioni).

La **perdita netta adjusted** si attesta a €147 milioni, in miglioramento di €85 milioni rispetto alla perdita registrata nel 2013 (-€232 milioni) per effetto delle minori perdite operative e della migliore performance partecipativa.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Versalis

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
[681] Utile operativo		[725]	[704]	21	2,9
63 Esclusione [utile] perdita di magazzino	213	170			
135 Esclusione special item:	126	188			
112 - <i>svalutazioni</i>	44	96			
1 - <i>plusvalenze nette su cessione di asset</i>		45			
18 - <i>accantonamenti a fondo rischi</i>	4				
- <i>oneri ambientali</i>	61	27			
14 - <i>oneri per incentivazione all'esodo</i>	23				
1 - <i>derivati su commodity</i>	[1]	4			
[11] - <i>differenze e derivati su cambi</i>	[5]	4			
- <i>altro</i>		12			
[483] Utile operativo adjusted		[386]	[346]	40	10,4
[3] Proventi [oneri] finanziari netti ^[a]	[2]	[3]	[1]		
2 Proventi [oneri] su partecipazioni ^[a]		[3]	[3]		
89 Imposte sul reddito ^[a]	50	75	25		
[395] Utile netto adjusted		[338]	[277]	61	18,0

(a) Escludono gli special item.

Nel 2014 il settore ha riportato la **perdita operativa adjusted** di €346 milioni con una diminuzione di €40 milioni rispetto al 2013 (+10,4%) per effetto del miglioramento dei margini su intermedi e polietilene nonostante la perdurante debolezza della domanda dovuta all'andamento congiunturale e la competizione dei produttori extra-UE. Sul contenimento della perdita hanno inciso le azioni di efficienza e di ristrutturazione in relazione in particolare all'avvio del progetto chimica verde di Porto Torres e alla ferma di alcune linee di produzione non economiche.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di €188 milioni di oneri netti si riferiscono essenzialmente a svalutazioni di linee di business marginali prive di prospettive di reddito (€96 milioni), minusvalenze nette su cessione di asset (€45 milioni), nonché a oneri ambientali (€27 milioni).

La **perdita netta adjusted** di €277 milioni ha registrato un miglioramento di €61 milioni rispetto al 2013 (+18,0%).

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Ingegneria & Costruzioni

2012		[€ milioni]	2013	2014	Var. ass.	Var. %
1.453	Utile operativo		(98)	18	116	..
32	Esclusione special item:		(1)	461		
25	- <i>svalutazioni</i>			420		
3	- <i>plusvalenze nette su cessione di asset</i>		107	2		
7	- <i>oneri per incentivazione all'esodo</i>		2	5		
(3)	- <i>derivati su commodity</i>		(1)	9		
	- <i>accantonamenti a fondo rischi</i>			25		
	- <i>altri</i>		(109)			
1.485	Utile operativo adjusted		(99)	479	578	..
(?)	Proventi (oneri) finanziari netti ^[a]		(5)	(6)	(1)	
46	Proventi (oneri) su partecipazioni ^[a]		2	21	19	
(413)	Imposte sul reddito ^[a]		(151)	(185)	(34)	
27,1	Tax rate (%)		..	37,4		
1.111	Utile netto adjusted		(253)	309	562	..

[a] Escludono gli special item.

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha chiuso l'esercizio 2014 con l'**utile operativo adjusted** di €479 milioni, realizzato in un contesto competitivo difficile e influenzato dalla minore redditività di alcuni contratti acquisiti in passati esercizi ancora presenti in portafoglio. Rispetto al 2013, che chiudeva in perdita di €99 milioni, si evidenzia un miglioramento di €578 milioni che riflette l'effetto di perdite straordinarie riconosciute nel 2013 relative alla revisione di stima di alcune commesse a marginalità negativa.

Gli **special item** dell'utile operativo si riferiscono essenzialmente alla svalutazione di alcuni mezzi di perforazione e navali (€420 milioni) in relazione alle ridotte prospettive di utilizzo nello scenario di prezzi deboli nel settore Oil & Gas nel breve e medio termine.

L'utile **netto adjusted** di €309 milioni, in miglioramento di €562 milioni rispetto alla perdita di €253 milioni registrata nel 2013, riflette le citate revisioni di stima rilevate nello scorso esercizio.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Altre attività³

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
[300] Utile operativo		[337]	[272]	65	19,3
78 Esclusione special item:		127	94		
2 - svalutazioni		19	14		
{12} - plusvalenze nette su cessione di asset		{3}	3		
35 - accantonamenti a fondo rischi		31	7		
25 - oneri ambientali		52	41		
2 - oneri per incentivazione all'esodo		20	{3}		
26 - altro		8	32		
[222] Utile operativo adjusted		[210]	[178]	32	15,2
{24} Proventi (oneri) finanziari netti ^[a]		4	[22]	[26]	
{1} Proventi (oneri) su partecipazioni ^[a]		1		{1}	
Imposte sul reddito ^{[a][b]}					
[247] Utile netto adjusted		[205]	[200]	5	2,4

(a) Escludono gli special item.

(b) Le imposte differite attive di Syndial sono stanziate dalla società controllante Eni SpA sulla base degli accordi del consolidato fiscale nazionale in essere.

Corporate e società finanziarie⁴

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
[341] Utile operativo		[399]	[246]	153	38,3
16 Esclusione special item:		67	{19}		
5 - accantonamenti a fondo rischi			5		
11 - oneri per incentivazione all'esodo		72	{22}		
- altro		{5}	{2}		
[325] Utile operativo adjusted		[332]	[265]	67	20,2
{867} Proventi (oneri) finanziari netti ^[a]		[571]	[542]	29	
99 Proventi (oneri) su partecipazioni ^[a]		290	[156]	[446]	
116 Imposte sul reddito ^[a]		129	312	183	
[977] Utile netto adjusted		[484]	[651]	[167]	[34,5]

(a) Escludono gli special item.

[3] Non include i risultati di Snam per il 2012.

[4] Gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre Attività".

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Non-GAAP measure

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane (27,5%). L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali.

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati adjusted.

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come

nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informatica finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Gli **oneri/proventi finanziari** correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impegni di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.